

## **Submódulo 9.7**

### **Indicadores de qualidade de energia elétrica da Rede Básica**

<b>Indicadores</b>
--------------------

<b>Revisão</b>	<b>Motivo da revisão</b>	<b>Data de aprovação</b>
<b>2020.12</b>	<b>Resolução Normativa nº 903/2020</b>	<b>08/12/2020</b>

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

## ÍNDICE

1.	OBJETIVOS .....	3
2.	INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO .....	3
3.	INDICADORES DE FREQUÊNCIA .....	5
4.	INDICADORES DE TENSÃO DE ATENDIMENTO EM REGIME PERMANENTE .....	6
5.	INDICADORES DE FLUTUAÇÃO, DESEQUILÍBRIO E DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO .....	9
6.	INDICADORES DE VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO – VTCD .....	13
7.	REFERÊNCIAS .....	16

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

## 1. OBJETIVOS

1.1. Estabelecer a sistemática para a apuração e a divulgação dos indicadores de desempenho da Rede Básica relacionados à qualidade de energia elétrica (QEE) e apresentar os valores limites de referência, nos aspectos global e individual quanto à QEE.

## 2. INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO

### 2.1. Duração da Interrupção do Ponto de Controle – DIPC

#### 2.1.1. Definição

2.1.1.1. O indicador DIPC é definido como o somatório das durações das interrupções de serviço do ponto de controle, num determinado período de apuração.

2.1.1.2. A gestão do indicador está detalhada no Submódulo 6.15 - Gerenciamento da qualidade da energia elétrica da Rede Básica.

#### 2.1.2. Formulação

2.1.2.1. Não se aplica.

#### 2.1.3. Agregações

2.1.3.1. Sistêmica: ponto de controle, agente, estado, região e sistema.

2.1.3.2. Espacial: nível de tensão e tipo de barramento.

2.1.3.3. Temporal: mensal, trimestral, anual e por valores históricos anualizados.

2.1.3.4. Com exceção da agregação por ponto de controle, os valores dos indicadores, para uma dada agregação temporal, correspondem a valores médios do universo de observação.

#### 2.1.4. Divulgação

2.1.4.1. O ONS calcula, divulga, encaminha à ANEEL o indicador DIPC por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15, e armazena os resultados na sua Base de Dados Técnica.

2.1.4.2. A periodicidade de divulgação do DIPC é mensal.

2.1.4.3. O ONS fornece aos agentes de operação, mediante consulta, os valores dos indicadores calculados para os equipamentos e barramentos sob sua responsabilidade.

### 2.2. Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle – DMIPC

#### 2.2.1. Definição

2.2.1.1. O indicador DMIPC é definido como a maior duração de interrupção de serviço do ponto de controle, entre aquelas utilizadas no cálculo do indicador DIPC, num determinado período de apuração.

2.2.1.2. A gestão do indicador está detalhada no Submódulo 6.15.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

## 2.2.2. Formulação

2.2.2.1. Não se aplica.

## 2.2.3. Agregações

2.2.3.1. Sistêmica: ponto de controle, agente, estado, região e sistema.

2.2.3.2. Espacial: nível de tensão e tipo de barramento.

2.2.3.3. Temporal: mensal.

2.2.3.4. Com exceção da agregação por ponto de controle, os valores dos indicadores, para uma dada agregação temporal, correspondem a valores médios do universo de observação.

## 2.2.4. Divulgação

2.2.4.1. O ONS calcula, divulga e encaminha à ANEEL o indicador DMIPC por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

2.2.4.2. A periodicidade de divulgação do DMIPC é mensal.

2.2.4.3. O ONS fornece aos agentes de operação, mediante consulta, os valores dos indicadores calculados para os equipamentos e barramentos sob sua responsabilidade.

## 2.3. Frequência da Interrupção do Ponto de Controle – FIPC

### 2.3.1. Definição

2.3.1.1. O indicador FIPC é definido como a frequência – o número de vezes – em que ocorreu interrupção de serviço do ponto de controle, num determinado período de apuração.

2.3.1.2. A gestão do indicador está detalhada no Submódulo 6.15.

### 2.3.2. Formulação

2.3.2.1. Não se aplica.

### 2.3.3. Agregações

2.3.3.1. Sistêmica: ponto de controle, agente, estado, região e sistema.

2.3.3.2. Espacial: nível de tensão e tipo de barramento.

2.3.3.3. Temporal: mensal, trimestral, anual e por valores históricos anualizados.

2.3.3.4. Com exceção da agregação por ponto de controle, os valores dos indicadores, para uma dada agregação temporal, correspondem a valores médios do universo de observação.

### 2.3.4. Divulgação

2.3.4.1. O ONS calcula, divulga e encaminha à ANEEL o indicador FIPC por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

2.3.4.2. A periodicidade de divulgação do FIPC é mensal.

2.3.4.3. O ONS fornece aos agentes de operação, mediante consulta, os valores dos indicadores calculados para os equipamentos e barramentos sob sua responsabilidade.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

### 3. INDICADORES DE FREQUÊNCIA

#### 3.1. Desempenho da Frequência em Regime Permanente – DFP

##### 3.1.1. Definição

3.1.1.1. O indicador DFP, coletado de forma contínua pelo ONS, com apuração realizada em base diária, avalia as variações de frequência ocorridas durante a operação do sistema elétrico em regime permanente.

##### 3.1.2. Formulação

3.1.2.1. O indicador DFP é quantificado como:

$$DFP = (1 - (n / 1440)) \times 100 (\%) \quad (1)$$

Onde:

n = número de vezes em que a integral do módulo do desvio de frequência (A), calculada para intervalos de 1 (um) minuto, foi superior a 0,1 Hz.min, considerando o total de 1440 intervalos diários.

3.1.2.2. A integral do módulo do desvio da frequência (A) é quantificado como:

$$A = \int |\Delta f(t)| \cdot dt \quad (\text{Hz.min}) \quad (2)$$

Onde:

A = Integral do módulo do desvio da frequência

$\Delta f$  = Desvio da frequência:  $f - f_0$

f = Frequência medida (Hz)

$f_0$  = Frequência nominal: 60,00 Hz

t = Tempo (minutos)

3.1.2.3. As variações de frequência durante distúrbios devem ser expurgadas para o cálculo do indicador DFP.

3.1.2.4. A integral do módulo do desvio de frequência calculado no minuto que coincidir com o início do distúrbio não será considerada se nesse intervalo forem verificados valores absolutos de frequência superiores a +/- 0,5 Hz em relação ao valor nominal, o que caracteriza um distúrbio no SIN. Nesse caso, o número total diário de intervalos de um minuto, qual seja, 1440, utilizado na formulação apresentada no item 3.1.2. deste submódulo deve ser substituído pelo resultado da expressão 1440 - X, em que X corresponde ao número de intervalos em que tenham ocorrido distúrbios desse total diário.

##### 3.1.3. Agregações

3.1.3.1. Espacial: sistema.

3.1.3.2. Temporal: diária, mensal e anual.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

### 3.1.4. Divulgação

3.1.4.1. O indicador DFP é divulgado por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

3.1.4.2. A periodicidade de divulgação do indicador é mensal.

## 3.2. Desempenho da Frequência em Distúrbios – DFD

### 3.2.1. Definição

3.2.1.1. O indicador DFD, coletado durante distúrbios, com apuração em base anual, avalia as variações de frequência ocorridas durante distúrbios no sistema elétrico e é estabelecido a partir dos valores absolutos da frequência, sem integralização, para cada distúrbio.

3.2.1.2. A gestão do indicador está detalhada no Submódulo 6.15.

### 3.2.2. Formulação

3.2.2.1. Não se aplica.

### 3.2.3. Agregações

3.2.3.1. Espacial: sistema.

3.2.3.2. Temporal: evento, mensal e anual.

### 3.2.4. Divulgação

3.2.4.1. O indicador DFD é divulgado por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

3.2.4.2. A periodicidade de divulgação do indicador é mensal.

## 4. INDICADORES DE TENSÃO DE ATENDIMENTO EM REGIME PERMANENTE

### 4.1. Definição

4.1.1. São considerados pontos de observação da tensão os pontos onde se localizam o Sistema de Medição para Faturamento – SMF dos agentes de distribuição, de geração, de importação/exportação e consumidores, conforme designados nos respectivos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST.

4.1.2. A avaliação do desempenho da Rede Básica quanto à tensão em regime permanente é realizada por meio de valores obtidos pelos sistemas de medição e supervisão do ONS, para os barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão.

4.1.3. O desempenho da tensão de atendimento em regime permanente é quantificado por indicadores que refletem o percentual de tempo, em base mensal, em que a tensão de leitura – TL, em relação à tensão contratada – TC, pode ser classificada como adequada, precária ou crítica. No caso dos pontos de observação da tensão da Rede Básica, TC é igual a tensão nominal – TN, ou seja,  $TC = TN$ . Para a obtenção de TL são utilizados os valores de tensão eficaz fase-neutro, de cada fase, integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos.

4.1.4. Para a avaliação da tensão de atendimento em regime permanente são utilizados os seguintes indicadores:

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

(a) Duração Relativa de Violação de Tensão Precária – DRP; e

(b) Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica – DRC.

4.1.5. Os indicadores da tensão de atendimento em regime permanente são apurados em base mensal.

4.1.5.1. A avaliação do desempenho da tensão para barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão deve ser realizada com base nos valores dos indicadores DRP e DRC, conforme estabelecido no item 4.1.1. deste submódulo.

## 4.2. Formulação

4.2.1. O indicador DRP, em cada ponto de observação da tensão, corresponde ao maior valor dentre os indicadores calculados para cada fase (DRPFase).

4.2.2. O indicador DRC, em cada ponto de observação da tensão, corresponde ao maior valor dentre os indicadores calculados para cada fase (DRCFase).

4.2.3. Os indicadores DRPFase e DRCFase são calculados pelas seguintes expressões, aplicadas para cada fase do sistema elétrico:

$$DRP_{Fase} (\%) = (nlp_{Fase} / n_{Fase}) \times 100 \quad (3)$$

$$DRC_{Fase} (\%) = (nlc_{Fase} / n_{Fase}) \times 100 \quad (4)$$

Onde:

$nlp_{Fase}$  = número de leituras da fase com tensão de atendimento precária, em base mensal;

$nlc_{Fase}$  = número de leituras da fase com tensão de atendimento crítica, em base mensal; e

$n_{Fase}$  = número de leituras da fase, em base mensal.

4.2.4. O contador  $nlp_{Fase}$  é incrementado quando a tensão da fase correspondente situa-se na faixa precária. Da mesma forma, o contador  $nlc_{Fase}$  é incrementado quando a tensão da fase correspondente situa-se na faixa crítica. Tais faixas são definidas em função da TN, conforme mostra a

4.2.5. Tabela 1, ilustrada na Figura 1.

**Tabela 1 – Classificação da tensão de atendimento em regime permanente, em função da tensão nominal para barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão.**

Tensão Nominal do ponto de observação da tensão (kV)	Classificação da tensão de atendimento em regime permanente		
	Adequada	Precária	Crítica
$TN \geq 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,93 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,93 TC$ Ou $TL > 1,07 TC$
$69 \leq TN < 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$1 < TN < 69$	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

Nota: TC = Tensão contratada (kV); TL = Tensão de leitura (kV); TN = Tensão nominal (kV). Na fronteira da Rede Básica, TC = TN.

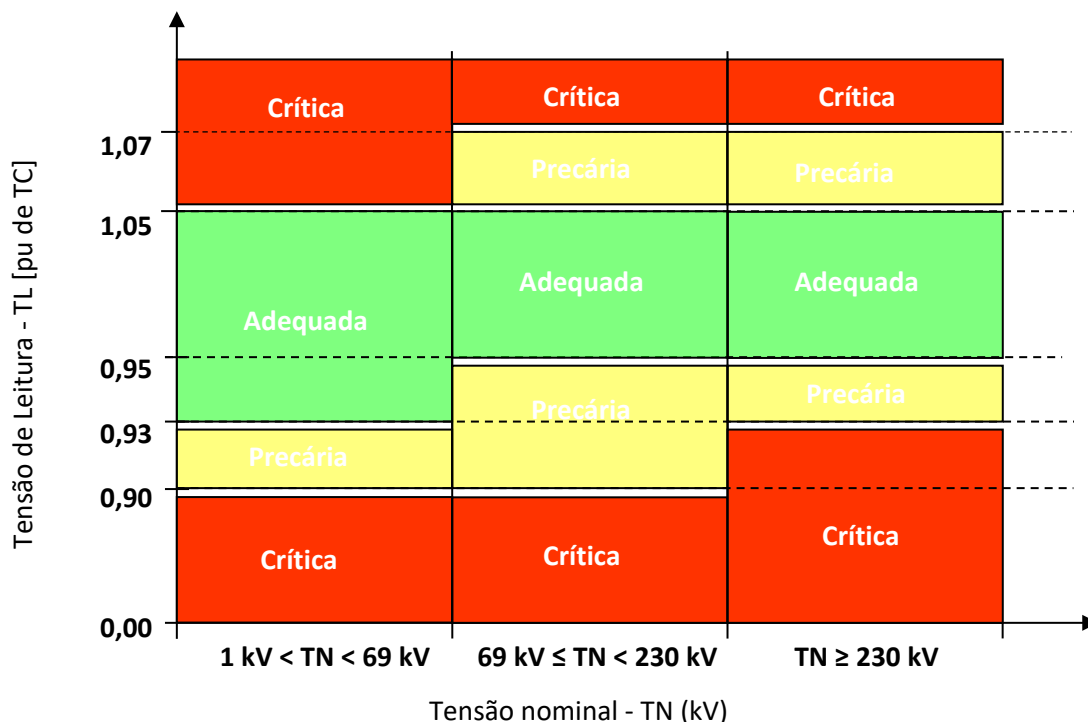


Figura 1 – Classificação da tensão de atendimento em regime permanente, em função da tensão nominal para barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão.

### 4.3. Agregações

4.3.1. Sistêmica: ponto de observação da tensão, agente de operação conectante, estado, região e sistema.

4.3.2. Temporal: mensal e anual.

4.3.3. Com exceção da agregação por ponto de observação da tensão, os valores dos indicadores, para uma dada agregação temporal, correspondem a valores médios do universo de observação.

### 4.4. Divulgação

4.4.1. Os indicadores de tensão de atendimento em regime permanente são divulgados por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

4.4.2. A periodicidade de divulgação dos indicadores é mensal.

## 5. INDICADORES DE FLUTUAÇÃO, DESEQUILÍBRIO E DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO

### 5.1. Flutuação de Tensão



Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

### 5.1.1. Definição

5.1.1.1. Flutuação de tensão é a variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão. De um modo geral, podem-se relacionar as flutuações aleatórias e repetitivas com a operação de cargas não lineares que apresentem consumo de potência variável no tempo, enquanto as flutuações esporádicas relacionam-se com manobras de rede ou de carga.

5.1.1.2. A determinação da qualidade da tensão quanto à flutuação de tensão tem por objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação no consumidor final que tenha seus pontos de iluminação alimentados pela tensão secundária de distribuição. Caso a tensão secundária de distribuição de 127 V, seja preponderante entre os agentes conectados a tais barramentos, o processo de medição deve ser realizado com o medidor ajustado para esse nível de tensão. Caso a tensão secundária de distribuição de 220 V seja preponderante entre os agentes conectados a tais barramentos, o processo de medição deve ser realizado com o medidor ajustado para esse nível de tensão. Quando não for possível caracterizar a preponderância de uma dessas tensões, o processo de medição deve ser realizado com o medidor ajustado para a tensão de 220 V, por corresponder a resultados mais conservadores.

5.1.1.3. As flutuações de tensão podem provocar uma série de distúrbios ao se propagarem através da rede, mas apenas o distúrbio que causa a cintilação luminosa (*flicker*) é objeto deste submódulo.

5.1.1.4. Cintilação, aplicada a sistemas elétricos, é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas causada pelas flutuações da tensão de alimentação.

5.1.1.5. A severidade de cintilação é uma representação quantitativa do incômodo visual percebido pelas pessoas expostas ao fenômeno de cintilação.

5.1.1.6. O desempenho da Rede Básica quanto à flutuação de tensão é quantificado por meio de indicadores obtidos através de campanha de medição e no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) correspondente da instalação.

5.1.1.7. Os níveis de severidade de cintilação, causados pela flutuação de tensão, são quantificados pelos indicadores Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração – Pst e Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração – Plt, conforme descrição e recomendação da IEC 7.

5.1.1.8. A flutuação de tensão é caracterizada, conforme estabelecido no item 5.1.2.3. deste submódulo, pelos indicadores PstD95% e PltS95%, relacionados com o nível de severidade do fenômeno da cintilação (*flicker*).

### 5.1.2. Formulação

5.1.2.1. O indicador Pst representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação, conforme a seguinte expressão:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (5)$$

Onde:

**P<sub>i</sub>** corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante *i*% do tempo, resultante do histograma de classificação por níveis, calculado conforme estabelecido na Publicação IEC-61000-4-15.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

5.1.2.2. O indicador Plt representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas e é calculado a partir dos valores de Pst conforme a seguinte expressão:

$$P_{it} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (6)$$

5.1.2.3. Os indicadores de severidade de cintilação, aqui adotados como representativos da flutuação de tensão, são:

- (a) PstD95%: valor do indicador Pst que foi superado em 5% dos registros obtidos no período de 1 (um) dia (24 horas);
- (b) PltS95%: valor do indicador Plt que foi superado em 5% dos registros obtidos no período de uma semana, ou seja, de 7 (sete) dias completos e consecutivos.

### 5.1.3. Agregações

5.1.3.1. As agregações dos indicadores são definidas por campanha de medição, incluindo sempre agregação semanal por ponto de observação da tensão.

### 5.1.4. Divulgação

5.1.4.1. Os indicadores de flutuação de tensão são divulgados por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

## 5.2. Desequilíbrio de Tensão

### 5.2.1. Definição

5.2.1.1. O desempenho da Rede Básica quanto ao desequilíbrio de tensão é quantificado por meio de indicadores obtidos através de campanha de medição no PAC correspondente da instalação.

5.2.1.2. O desequilíbrio de tensão é caracterizado pelo indicador KS95%, que exprime a relação entre as componentes da tensão de sequência negativa (V2) e positiva (V1).

### 5.2.2. Formulação

5.2.2.1. O Fator de Desequilíbrio de Tensão - K corresponde à relação entre as componentes de sequência negativa - V2 e sequência positiva - V1 da tensão, expresso em termos percentuais da componente de sequência positiva, da seguinte forma:

$$K = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \text{ [%]} \quad (7)$$

5.2.2.2. Para a avaliação do desequilíbrio de tensão é utilizado o indicador KS95%, assim obtido:

- (a) determina-se o valor que foi superado em 5% dos registros de K obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores das componentes de sequência positiva e negativa integralizadas em intervalos de 10 (dez) minutos; e
- (b) o valor do indicador corresponde ao maior valor entre os sete valores obtidos, em base diária, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

### 5.2.3. Agregações

5.2.3.1. As agregações dos indicadores são definidas por campanha de medição, incluindo sempre agregação semanal por ponto de observação da tensão.

### 5.2.4. Divulgação

5.2.4.1. O indicador de desequilíbrio de tensão é divulgado por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

## 5.3. Distorção Harmônica de Tensão

### 5.3.1. Definição

5.3.1.1. O desempenho da Rede Básica quanto a harmônicos, em regime permanente, é observado por meio de indicadores associados à distorção harmônica de tensão, monitorada em barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e nos pontos de observação da tensão.

5.3.1.2. A distorção harmônica de tensão não se aplica durante a ocorrência de fenômenos transitórios ou de curta duração que resultem em injeção de correntes harmônicas, como ocorre, por exemplo, na energização de transformadores ou em partida de unidades geradoras que utilizem equipamentos conversores de frequência.

5.3.1.3. A distorção harmônica de tensão é caracterizada pelos indicadores DTHI e DTHTS95%.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

### 5.3.2. Formulação

5.3.2.1. A Distorção de Tensão Harmônica Individual – DTHI corresponde ao valor obtido da relação percentual entre a tensão harmônica de ordem h,  $V_h$ , e a tensão à frequência fundamental,  $V_1$ , ambas medidas em Volts, sendo expressa por:

$$DTHI_h = 100 \frac{V_h}{V_1} \text{ (em \%)} \quad (8)$$

5.3.2.2. A Distorção de Tensão Harmônica Total – DTHT corresponde ao valor obtido da raiz quadrada do somatório quadrático das DTHI de ordens 2 a 50, sendo expressa por:

$$DTHT = \sqrt{\sum DTHI_h^2} \text{ (em \%)} \quad (9)$$

5.3.2.3. Para a avaliação da distorção harmônica de tensão são utilizados os indicadores:

- (a) DTHI; e
- (b) DTHTS95%.

5.3.2.4. O indicador DTHTS95% é assim obtido:

- (a) determina-se o valor que foi superado em 5% dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de 10 (dez) minutos; e
- (b) o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, em base diária, ao longo de 7 (sete) dias consecutivos.

5.3.2.5. No cálculo de cada indicador deve-se utilizar o maior valor dentre os valores de cada fase, em cada intervalo de integralização.

### 5.3.3. Agregações

5.3.3.1. As agregações dos indicadores são definidas por campanha de medição, incluindo sempre agregação semanal por ponto de observação da tensão.

### 5.3.4. Divulgação

5.3.4.1. Os indicadores de distorção harmônica de tensão são divulgados por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

## 6. INDICADORES DE VARIAÇÃO DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO – VTCD

### 6.1. Definição

6.1.1. Os indicadores de VTCD são apurados em base anual.

6.1.2. São considerados pontos de observação da tensão os pontos onde se localizam o Sistema de Medição para Faturamento – SMF dos agentes de distribuição, de geração, de importação/exportação e consumidores, conforme designados nos respectivos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST.

6.1.3. A avaliação do desempenho da Rede Básica quanto a VTCD é realizada por meio de valores obtidos pelos sistemas de medição e supervisão do ONS, para os barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão.

6.1.4. VTCD é um evento aleatório de tensão caracterizado por desvio significativo, por curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão. Calcula-se o valor eficaz da tensão a partir da média quadrática dos valores instantâneos da tensão, em período mínimo de meio ciclo e máximo de um ciclo. A VTCD refere-se à tensão fase-neutro e é descrita monofasicamente pelos parâmetros amplitude e duração.

6.1.5. A amplitude da VTCD é definida pelo valor extremo do valor eficaz da tensão, dentre as três fases, enquanto perdurar o evento.

6.1.6. A duração da VTCD é definida pelo intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão ultrapassa determinado limite e o instante em que essa variável volta a cruzar esse limite.

6.1.7. A análise do desempenho da Rede Básica quanto à VTCD é feita com base em indicadores quantificados em barramentos sob responsabilidade de concessionárias de transmissão e nos pontos de observação da tensão.

6.1.8. A partir da duração e amplitude, as VTCD são classificadas de acordo com o Quadro 2.

6.1.9. A variação momentânea de tensão compreende os eventos com duração inferior ou igual a 3 (três) segundos, sendo classificada em interrupção, afundamento e elevação momentâneas de tensão, em função da amplitude da VTCD.

6.1.10. A variação temporária de tensão compreende os eventos com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto, sendo classificada em interrupção, afundamento e elevação temporárias de tensão, em função da amplitude da VTCD.

6.1.11. Denomina-se Interrupção Momentânea de Tensão (IMT) o evento em que o valor eficaz da tensão é inferior a 0,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração inferior ou igual a 3 (três) segundos.

6.1.12. Denomina-se Afundamento Momentâneo de Tensão (AMT) o evento em que o valor eficaz da tensão é igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos.

6.1.13. Denomina-se Elevação Momentânea de Tensão (EMT) o evento em que o valor eficaz da tensão é superior a 1,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos.

6.1.14. Denomina-se Interrupção Temporária de Tensão (ITT) o evento em que o valor eficaz da tensão é inferior a 0,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica</b>	<b>9.7</b>	<b>Indicadores</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

6.1.15. Denomina-se Afundamento Temporário de Tensão (ATT) o evento em que o valor eficaz da tensão é igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto.

6.1.16. Denomina-se Elevação Temporária de Tensão (ETT) o evento em que o valor eficaz da tensão é superior a 1,1 pu da tensão nominal, durante um intervalo de tempo com duração superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto.

6.1.17. As configurações de disparo dos equipamentos de monitoração das VTCD, para início de gravação do evento e de reinício de gravação para o mesmo evento, devem ser de 0,90 e 0,92 p.u. para registro de afundamento de tensão e de 1,10 e 1,08 p.u. para registro de elevação de tensão, respectivamente.

**Quadro 1 - Tipos de variações de tensão de curta duração**

Tipo de VTCD	Duração da VTCD	Amplitude da VTCD, em relação à tensão nominal
Interrupção momentânea de tensão – IMT	inferior ou igual a 3 (três) segundos	inferior a 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão – AMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação momentânea de tensão – EMT	igual ou superior a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	superior a 1,1 pu
Interrupção temporária de tensão – ITT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	inferior a 0,1 pu
Afundamento temporário de tensão – ATT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	igual ou superior a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação temporária de tensão – ETT	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	superior a 1,1 pu

6.1.18. Além dos parâmetros duração e amplitude já descritos, a severidade da VTCD em cada fase é também caracterizada pela frequência de ocorrência, que corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorre por unidade de tempo.

6.1.19. Num barramento sob avaliação, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento. Assim sendo, eventos simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no barramento sob avaliação (agregação de fases) e, em seguida, eventos consecutivos, em um período de 1 (um) minuto, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (agregação temporal).

6.1.20. Afundamentos e elevações são tratados separadamente, compondo um afundamento e uma elevação no barramento sob avaliação.

6.1.21. A amplitude do evento obtida após o processo de agregação de fases corresponde ao mínimo valor para afundamento e ao máximo valor para elevação, dentre as três fases.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
<b>Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica</b>	<b>9.7</b>	<b>Indicadores</b>	<b>2020.12</b>	<b>01/01/2021</b>

6.1.22. A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união das fases, ou seja, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos de uma fase ultrapassa determinado limite e o instante em que o último dos eventos volta a cruzar esse limite.

6.1.23. Após a agregação de fases, afundamentos consecutivos ou elevações consecutivas devem ser agregados de forma temporal quando o intervalo de tempo entre o início de eventos consecutivos for inferior a 1 (um) minuto. O afundamento e a elevação que representa o intervalo de 1 (um) minuto é o de menor ou maior amplitude, respectivamente.

6.1.24. O indicador utilizado para quantificar os eventos de VTCD em um barramento sob avaliação é a frequência de ocorrência, em base anual.

6.1.25. A contabilização das combinações amplitude e duração de afundamentos de tensão deve ser feita em intervalos discretizados conforme Tabela 2, para cada barramento sob avaliação, onde a amplitude é quantificada em p.u. da tensão nominal do barramento.

**Tabela 2 – Contabilização de afundamentos de tensão no barramento sob avaliação, em função da amplitude e duração do evento.**

Amplitude [pu]	Duração				
	[16,67 ms-300 ms]	(300 ms-600 ms]	(600 ms-1 s]	(1 s-3 s]	(3 s-1 min]
(0,85 - 0,90]					
(0,80 - 0,85]					
(0,70 - 0,80]					
(0,60 - 0,70]					
(0,50 - 0,60]					
(0,40 - 0,50]					
(0,30 - 0,40]					
(0,20 - 0,30]					
[0,10 - 0,20]					
< 0,10					

6.1.26. A contabilização das combinações amplitude e duração de elevações de tensão deve ser feita em intervalos discretizados conforme Tabela 3, para cada barramento sob avaliação, onde a amplitude é quantificada em p.u. da tensão nominal do barramento.

Amplitude [pu]	Duração				
	[16,67 ms-300 ms]	(300 ms-600 ms]	(600 ms-1 s]	(1s-3 s]	(3 s-1 min]
[1,10 - 1,40]					
> 1,40					

**Tabela 3 – Contabilização de elevações de tensão no barramento sob avaliação, em função da amplitude e duração do evento.**

6.1.27. A gestão dos indicadores de VTCD está detalhada no Submódulo 6.15.

Nome	Submódulo	Tipo	Revisão	Vigência
Indicadores de qualidade da energia elétrica da Rede Básica	9.7	Indicadores	2020.12	01/01/2021

## 6.2. Formulação

6.2.1. Não se aplica.

## 6.3. Agregações

6.3.1. Sistêmica: ponto de observação da tensão, agente de operação conectante, região, sistema e estado.

6.3.2. Temporal: mensal e anual.

6.3.3. Com exceção da agregação por ponto de observação da tensão, os valores dos indicadores, para uma dada agregação temporal, correspondem a valores médios do universo de observação.

## 6.4. Divulgação

6.4.1. Os indicadores de VTCD são divulgados por meio de relatório específico, conforme procedimentos e prazos estabelecidos no Submódulo 6.15.

6.4.2. A periodicidade de divulgação dos indicadores é anual.

## 7. REFERÊNCIAS

[1] IEC, *Flickermeter – Functional and design specifications*. IEC-61000-4-15.